

УДК 622.692.4

ОГЛЯД СУЧАСНИХ МЕТОДИК РОЗРАХУНКУ ВТРАТ НАФТОПРОДУКТІВ ВІД ВИПАРОВУВАННЯ ЗА УМОВ ЗБЕРІГАННЯ У НАЗЕМНИХ РЕЗЕРВУАРАХ

Ю.І. Дорошенко, Н.В. Люта

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел.(03422) 42166,
e-mail: tzng@nuing.edu.ua

Одним з основних джерел природного збитку нафтопродуктів є їхні втрати від випаровування з резервуарів при "великих і малих диханнях".

Узагальнено існуючі методи та підходи до вирішення завдання прогнозування і скорочення викидів вуглеводнів у резервуарних парках складів нафти і нафтопродуктів, а також визначено напрямки удосконалення існуючих методик розрахунків.

Досягнення цієї мети передбачає розв'язування наступної задачі: виявити чинники, які впливають на розв'язувану в роботі наукову проблему та обґрунтувати методичну базу досліджень. Для досягнення цієї мети застосовувались такі методи дослідження: системний аналіз, систематологія, формалізація.

Ознайомлення з нормативними документами вказує на недосконалість вітчизняної нормативної бази, яка регламентує порядок та методики визначення втрат нафти та нафтопродуктів від випаровування під час зберігання на об'єктах нафтогазового комплексу.

На підставі проведеного детального аналізу існуючих методик та нормативної документації з проблем визначення втрат нафти та нафтопродуктів при зберіганні у резервуарах можна пропонувати ефективні напрями вирішення актуальних проблем енергетичної галузі, транспортного сектора, підприємств нафтопродуктозабезпечення на різних етапах і рівнях розгляду, а також вирішувати питання підвищення ефективності технології використання паливно-енергетичних ресурсів, оптимізації взаємодії різних ділянок і ланок системи нафтопродуктозабезпечення.

Ключові слова: втрати від «малих дихань», втрати від «великих дихань», узагальнення, систематизація, формалізація, нормативна база.

Одним из основных источников естественной убыли нефтепродуктов являются их потери от испарения из резервуаров при "больших и малых дыханиях".

Целью работы является обобщение методов и подходов к решению сложной задачи прогнозирования и сокращения выбросов углеводородов в резервуарных парках складов нефти и нефтепродуктов, а также определение направлений совершенствования существующих методик расчетов.

Достижение этой цели предусматривает решение следующей задачи: выявить факторы, влияющие на решаемую в работе научную проблему, и обосновать методическую базу исследований. Для достижения этой цели применялись следующие методы исследования: системный анализ, систематология, формализация.

Знакомство с нормативными документами указывает на несовершенство отечественной нормативной базы, регламентирующей порядок и методики определения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения при хранении на объектах нефтегазового комплекса.

На основании проведенного детального анализа существующих методик и нормативной документации по проблемам определения потерь нефти и нефтепродуктов при хранении в резервуарах можно предлагать эффективные направления решения актуальных проблем энергетической отрасли, транспортного сектора, предприятий нефтепродуктообеспечения на разных этапах и уровнях рассмотрения, а также решать вопросы повышения эффективности технологии использования топливно-энергетических ресурсов, оптимизации взаимодействия различных участков и звеньев системы нефтепродуктообеспечения.

Ключевые слова: потери от «малых дыханий», потери от «больших дыханий», обобщение, систематизация, формализация, нормативная база.

One of the main sources of natural damage of petroleum products is losses of the products caused by their evaporation from storage tanks during working and standing losses.

The existing methods and approaches for solving tasks in order to predict and reduce hydrocarbons emissions of oil and other petroleum products in the oil reservoir parks have been generalized and the current calculation methods of improvement have been determined as well. To reach the assigned goal the following research methods were used: systems analysis, systematology, formalization.

Getting acquainted with regulatory documents points out the imperfection of the domestic regulatory base that regulates the order and methods of determining oil and petroleum products losses caused by evaporation during their storage in the oil and gas complex facilities.

Based on the detailed analysis of the existing methods and regulatory documents related to the issues for determining the evaporation losses of petroleum products during their storage in aboveground tanks, the effective directions for solving the above mentioned issues of power engineering branch, transportation sector, petroleum companies on various stages and levels of consideration can be proposed and also the issues for improving the efficiency of the energy resources usage and optimizing the interactions between different branches of petroleum systems can be solved.

Key words: standing loss, working loss, generalization, systematology, formalization, regulatory base.

Актуальність теми. В умовах світової та енергетичної кризи у світі та обмеженості забезпечення України енергоносіями найбільш гостро постає проблема раціонального використання паливно-енергетичних ресурсів. Підвищення ефективності використання енергоносіїв – це один із пріоритетних напрямків розвитку науки сьогодення.

Існуючий стан ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів в Україні можна визначити як такий, що не відповідає сучасним вимогам. Однією з причин такого стану є втрати нафтопродуктів. Основними причинами втрат є морально та технічно застарілі технології й обладнання, що використовується для транспортування, зберігання та розподілу нафти і нафтопродуктів, а також нераціональна їх експлуатація.

Випари нафтопродуктів при їх зберіганні становлять основну частку втрат. Світові статистичні дані свідчать, що втрати нафти і нафтопродуктів від випаровування коливаються у межах 0,5-1,7% від загального обсягу переробленої сировини, тоді як на Україні вони значно більші і становлять 3-7% [2, 3, 25].

Відомі технології зменшення втрат від випаровування не знайшли широкого впровадження здебільшого через такі основні причини: традиційне споживацьке відношення до нафти й продуктів її переробки лише як джерел енергії; відсутність комплексного підходу під час вибору оптимального методу запобігання втратам; відсутність на підприємствах нафтопродуктозабезпечення чіткого уявлення загальнодержавного значення проблеми економії та ефективного використання енергоносіїв, захисту навколишнього середовища від шкідливого впливу вуглеводнів.

Удосконалення процесу тривалого зберігання нафтопродуктів – одне з найважливіших завдань, що постають перед фахівцями, що проєктують та експлуатують склади нафти та нафтопродуктів. Одним з найбільш важливих його аспектів є вивчення та дослідження процесу випаровування вуглеводневих рідин та розроблення заходів, спрямованих на його зменшення. Науково та економічно обґрунтоване використання різних методів і засобів боротьби із втратами нафти і нафтопродуктів може різко зменшити фактичні втрати від випаровування, зберегти велику кількість нафтопродуктів, захистити навколишнє середовище від шкідливого впливу вуглеводнів. В умовах ринкової економіки до вибору засобів зменшення викидів вуглеводневих нафтохімічних продуктів необхідно підходити з урахуванням не тільки позитивного ефекту (у даному випадку зменшення викидів вуглеводнів у атмосферу), але і вартості виготовлення (придбання) та експлуатації даного засобу [2, 3, 25].

12 червня 2002 року Президентом України було підписано Розпорядження № 88/2002 про необхідність упровадження на об'єктах нафтогазового комплексу, починаючи з 2004 року, технологій уловлювання й утилізації парів вуглеводнів. У зв'язку з цим, на об'єктах нафтога-

зового комплексу повинні бути розроблені та впроваджені способи уловлювання та утилізації парів нафтопродуктів, створені конструкції сховищ, обладнання та апаратури, які знижують виділення забруднювальних речовин до навколишнього середовища [10].

Це потребує розробки та удосконалення технологічних основ, принципів, моделей і концепцій енергоощадності, оскільки існуючі розробки не мають загального теоретичного підґрунтя.

Питаннями втрат палив від випаровування резервуарного парку займалися такі вчені, як О. С. Ірисов, М. М. Константинов, Ф. Ф. Абузова, В. Ф. Новосьолов, І. С. Бронштейн, П. Г. Тугунов, С. С. Хабібুলін, А. А. Коршак, А. М. Шаммазов, В. І. Чернікін, В. С. Яковлев, Л. С. Лейбензон, І. П. Бударов, А. С. Колесников, С. В. Бойченко, О. А. Спаська, В. П. Лісафін та багато інших [1, 4-6, 8-9, 11-16, 20-21, 24-29]. Ними було розроблено ряд методик та математичних моделей оцінювання втрат нафтопродуктів.

Таким чином, розробка наукових основ раціонального та економного використання нафтопродуктів у процесах транспортування та зберігання є на сьогодні актуальними. Розв'язання цієї проблеми сприятиме створенню необхідних і достатніх умов для підвищення ефективності використання моторних палив, функціонування транспорту, підприємств нафтопродуктозабезпечення та енергетичної галузі в цілому, а також зниження техногенного впливу на довкілля.

Мета і задачі досліджень. Метою роботи є узагальнення методів та підходів до вирішення складної задачі прогнозування і скорочення викидів вуглеводнів в резервуарних парках складів нафти і нафтопродуктів, а також визначення напрямків удосконалення існуючих методик розрахунків.

Досягнення цієї мети передбачає вияв чинників, які впливають на розв'язувану в роботі наукову проблему та обґрунтувати методичну базу досліджень.

Об'єкт дослідження – випаровуваність і втрати у процесах зберігання й транспортування нафтопродуктів.

Предмет дослідження – система технічного та науково-методичного забезпечення енергоощадності у процесах зберігання й транспортування моторних палив.

Методи дослідження: системного аналізу, систематології, формалізації.

На сьогоднішній день існує ряд теорій оцінювання втрат нафтопродуктів, проте серед них необхідно виділити базову або елементарну теорію оцінювання втрат, за якою вперше були отримані науково обґрунтовані величини втрат від випаровувань.

Елементарна теорія втрат нафтопродуктів від випаровування базується на дослідженнях П. В. Валявського і В. І. Чернікіна [6, 27].

З метою одержання простих розрахункових рівнянь В. І. Чернікін ввів наступні спрощення: резервуари абсолютно герметичні, втрати від вентиляції газового простору відсутні; насичення газового простору резервуара парами нафтопродукту відбувається миттєво; концентрація парів нафтопродукту у всіх точках газового простору (ГП) однакова; газоповітряна суміш підпорядковується законам ідеальних газів.

В. І. Чернікіним була одержана формула, яку часто називають основним рівнянням втрат від випаровування

$$M = \left[V_1 \frac{(1-c_1)}{T_1} P_1 - V_2 \frac{(1-c_2)}{T_2} P_2 \right] \frac{c}{1-c} \cdot \frac{\mu}{R_*}, \quad (1)$$

де V_1 і V_2 – об’єми ГП резервуара до початку та в кінці процесу випаровування;

c_1 і c_2 – об’ємні концентрації парів нафтопродукту в ГП;

c – середня концентрація парів нафтопродукту;

T_1 і T_2 – абсолютні температури ГП;

P_1 і P_2 – абсолютні тиски у ГП;

μ – молекулярна маса парів нафтопродукту;

$R_* = 8314$ Дж/(кг·К) – універсальна газова стала.

Середня концентрація парів нафтопродукту у газовому просторі резервуара визначається як

$$c = \frac{c_1 + c_2}{2}. \quad (2)$$

Молекулярна маса парів бензину може бути визначена за емпіричною формулою Воїнова [9]

$$\mu = 60 + 0,3 \cdot t_{нк} + 0,001 \cdot t_{нк}^2, \quad (3)$$

де $t_{нк}$ – температура початку кипіння бензину (не менше 35°C).

Для нафти може бути застосована формула, яка наведена в [26]

$$\mu = 50 + \frac{800000}{P_{s20}}, \quad (4)$$

де P_{s20} – пружність парів нафти при 20°C.

Молекулярну масу іноді пов’язують з температурою початку кипіння продукту наступною залежністю

$$\mu = 0,0043 \cdot (212 + t_{нк})^{1,7}. \quad (5)$$

Тиски насичених парів можуть бути визначені за допомогою температурних кривих або за емпіричною формулою П.А. Рибаківа (для автобензинів)

$$P_{ST} = P_{S38} \cdot 10^{\frac{4,6 \cdot 1430}{T}}, \quad (6)$$

де P_{S38} – пружність парів бензину за методом Рейда.

Для визначення тиску насичених парів нафти запропоновано ряд емпіричних формул

$$P_{ST} = 56519 \cdot \exp[-0,026(t_{нк} - t)]. \quad (7)$$

Для зручності аналізу абсолютні тиски у ГП резервуара можна записати таким чином

$$P_1 = P_a - P_{KB};$$

$$P_2 = P_a + P_{KT}, \quad (8)$$

де P_{KT} – надлишковий тиск, при якому спрацьовує механічний дихальний клапан резервуара;

P_{KB} – вакуум, при якому спрацьовує клапан.

Тоді

$$M = \left[V_1 \frac{(1-c_1)}{T_1} (P_a - P_{KB}) - V_2 \frac{(1-c_2)}{T_2} (P_a + P_{KT}) \right] \frac{c}{1-c} \cdot \frac{\mu}{R_*}. \quad (9)$$

Дослідження рівняння (9) дозволяє одержати прості формули залежно від виду “дихань” резервуара і виявити умови, за яких втрати від випаровування можуть бути ліквідовані повністю або частково.

У випадку “великих дихань”, враховуючи, що процес закачування нафтопродукту є короткочасним (у порівнянні з терміном зберігання), приймають, що тиск, температура, а отже і концентрація нафтопродукту у ГП, є незмінними протягом усього процесу.

Отже рівняння (7) набуде такого вигляду

$$M_{вд} = (V_1 - V_2) \frac{P}{T} \frac{\mu}{R_*}. \quad (10)$$

Таким чином, втрати нафтопродуктів від “великих дихань” в основному залежать від об’єму нафтопродукту, що закачується в резервуар, а також від параметрів газоповітряної суміші і властивостей нафтопродукту.

У наземних резервуарах втрати від “малих дихань” відбуваються в основному за рахунок коливань температури ГП за умов його сталого об’єму, тому рівняння (7) може бути записано у вигляді

$$M = V \left[\frac{(1-c_1)P_1}{T_1} - \frac{(1-c_2)P_2}{T_2} \right] \frac{c}{1-c} \frac{\mu}{R_*}. \quad (11)$$

Якщо знехтувати коливаннями тиску у ГП, то формула (11) ще спроститься

$$M = V \cdot P \left[\frac{(1-c_1)}{T_1} - \frac{(1-c_2)}{T_2} \right] \frac{c}{1-c} \frac{\mu}{R_*}. \quad (12)$$

Втрати від “зворотного видиху” можливі після часткового відкачування нафтопродуктів з ємності, коли її газовий простір не насичений парами. Внаслідок випаровування нафтопродукту відбувається додаткове насичення газового простору і збільшення тиску в ємності. При відкритті дихального клапана витісняється об’єм пароповітряної суміші, який дорівнює об’єму нафтопродукту, що випарувався.

Втрати від “зворотного видиху” визначаються за формулою (10), яка враховує різницю між концентрацією парів нафтопродукту у газовому просторі і концентрацією парів нафтопродукту при температурі його поверхні T_n . Тоді

Таблиця 1 – Критеріальні рівняння масовіддачі при операціях з бензинами

Тип технологічної операції	Вид рівняння для резервуарів типу PBC
Зберігання	$Kt_{xp} = 0,0028 \cdot \Delta\pi^{0,498} \cdot Sc^{0,415}$
Закачування	$Kt_{xp} = Kt_{xp} \left[1 + 0,79 \cdot Sc^{0,885} \cdot \Delta\pi^{-0,761} \cdot (Fr \cdot Re)^{0,087} \right]$
Відкачування	$Kt_{xp} = Kt_{xp} \left[1 + 0,019 \cdot Sc^{-0,529} \cdot Re_{cp}^{0,435} \right]$

$$M = V \left[\frac{(1-c_B)P_1}{T_1} - \frac{(1-c_B)P_2}{T_2} \right] \frac{c}{1-c} \frac{\mu}{R_*}. \quad (13)$$

Як бачимо, беззаперечною перевагою теорії В. І. Чернікіна є те, що вона базується на загально відомих законах, дозволяє зробити елементарний аналіз втрат нафтопродуктів із резервуарів, проте основним недоліком цієї теорії є те, що газоповітряна суміш в ємності вважається повністю насиченою парами рідини, що не завжди відповідає дійсності. Крім того, невідомо, як у практичних розрахунках визначати температури повітря, газового простору резервуара, поверхневих шарів нафтопродукту та рідини.

Спробами уникнути вищевказаних недоліків є теорії, наведені в роботах М. М. Константинова, Ф. Ф. Абузової, І. С. Бронштейна, А. А. Коршака [1, 4, 9, 11-13].

Розглянемо методику розрахунку втрат нафтопродуктів, запропоновану А. А. Коршаком [11-13].

Втрати нафтопродуктів від випаровування описуються наступною залежністю

$$G = \int_{\tau_2}^{\tau_1} \rho \cdot c \cdot Q_{ппс} \cdot d\tau, \quad (14)$$

де $\rho, c, Q_{ппс}$ – миттєві значення густини і концентрації нафтопродукту, а також витрати пароповітряної суміші (ППС), що витісняється із резервуара;

τ_1, τ_2 – моменти початку і закінчення “видиху”.

Розглянемо детальніше методику розрахунку втрат від “великих дихань”.

Для визначення величини $Q_{ппс}$ скористаємося рівнянням стану ППС в диференціальній формі

$$\frac{\partial}{\partial \tau} (P_\Gamma \cdot V_\Gamma) = \frac{\partial}{\partial \tau} (G_{ппс} \cdot R_{ппс} \cdot T_\Gamma), \quad (15)$$

де P_Γ, T_Γ – тиск і температура ГП об’ємом V_Γ ; $G_{ппс}, R_{ппс}$ – маса і газова стала ППС.

Рівняння (15) може бути представлене у вигляді

$$\begin{aligned} & \frac{1}{P_\Gamma} \cdot \frac{\partial P_\Gamma}{\partial \tau} + \frac{1}{V_\Gamma} \cdot \frac{\partial V_\Gamma}{\partial \tau} = \\ & = \frac{1}{G_{ппс}} \cdot \frac{\partial G_{ппс}}{\partial \tau} + \frac{1}{R_{ппс}} \cdot \frac{\partial R_{ппс}}{\partial \tau} + \frac{1}{T_\Gamma} \cdot \frac{\partial T_\Gamma}{\partial \tau}, \end{aligned} \quad (16)$$

де $\frac{\partial P_\Gamma}{\partial \tau}, \frac{\partial V_\Gamma}{\partial \tau}, \frac{\partial G_{ппс}}{\partial \tau}, \frac{\partial R_{ппс}}{\partial \tau}, \frac{\partial T_\Gamma}{\partial \tau}$ – швидкість зміни відповідних параметрів в момент часу τ .

Для моделювання процесу “великих дихань” авторами приймалися припущення, на основі яких була отримана розрахункова модель

$$\begin{aligned} & \frac{\partial P_\Gamma}{\partial \tau} = 0, \quad \frac{\partial V_\Gamma}{\partial \tau} = -Q_3, \quad \frac{\partial T_\Gamma}{\partial \tau} = 0, \\ & \frac{\partial G_{ппс}}{\partial \tau} = J_3 \cdot F_p - \rho_{ппс} \cdot Q_{ппс}, \quad \frac{\partial R_{ппс}}{\partial \tau} \approx 0, \end{aligned} \quad (17)$$

$$Q_{ппс} = Q_3 + \frac{J_3 \cdot F_p}{\rho_{ппс}}, \quad (18)$$

де Q_3 – продуктивність закачування нафтопродукту;

J_3 – густина потоку маси нафтопродукту, що випаровується;

F_p – площа “дзеркала” нафтопродукту в резервуарі;

$\rho_{ппс}$ – густина ППС, що витісняється в атмосферу.

Проаналізувавши залежність (18), нескладно виявити: витрата ППС, що витісняється в атмосферу, складається з витрати закачування і витрати, що обумовлена випаровуванням нафтопродукту. Багато років цей факт не враховувався.

А. А. Коршаком було запропоновано користуватися критеріальними рівняннями, які наведені в таблиці 1 [11].

В таблиці застосовані такі позначення: Kt – критерій подібності, що характеризує динаміку випаровування нафтопродукту; Sc – число Шмідта; $Fr \cdot Re$ – комплексний критерій подібності, що характеризує динаміку перемішування нафтопродукту при заповненні резервуара; Re_{cp} – число Рейнольдса, що характеризує динаміку омивання поверхні нафтопродукту повітрям, що підкачується при випорожненні резервуару; Fo – число Фур’є, що враховує швидкість переміщення молекул парів у ГП.

Величини перелічених критеріїв (чисел) обчислюються за наступними формулами

$$Kt = \frac{J}{\rho_{ппс}} \cdot \sqrt[3]{\frac{v_{ппс}^2 \cdot M_{ппс} \cdot T_{пл}}{g \cdot M_y \cdot T_p}}, \quad (19)$$

$$Sc = \frac{v_{ппс}}{D_m}, \quad (20)$$

$$Fr \cdot Re = \frac{\omega_p^2}{g \cdot \nu_p}, \quad (21)$$

$$Re_{cp} = 0,788 \cdot \frac{u \cdot d_e}{\nu_{ппс}} \cdot \sqrt{N_K}, \quad (22)$$

$$Fo = \frac{D_m \cdot \tau}{H_{гп}^2}, \quad (23)$$

де $\rho_{ппс}$, $M_{ппс}$ – відповідно густина і молярна маса ППС;

M_y – молярна маса парів бензину;

$T_{п}$, T_p – температура відповідно повітря і бензину;

g – прискорення вільного падіння;

ν_p , $\nu_{ппс}$ – кінематична в'язкість відповідно бензину та ППС;

ω_p – характерна швидкість перемішування бензину в резервуарі;

u – швидкість вертикальної струмені повітря, яке підкачується;

d_e – діаметр кола, що еквівалентний площі поверхні рідини, що омивається струменем повітря, що підкачується в резервуар;

N_K – кількість дихальних клапанів;

D_m – коефіцієнт молекулярної дифузії;

τ – тривалість операції;

$H_{гп}$ – висота газового простору в резервуарі.

Використовуючи критеріальні рівняння, що наведені в таблиці 1, можна показати, що

$$J_3 = J_{360} \cdot \left[1 + \frac{b_0}{\left(b_0 + \frac{\tau}{\tau_0} \right)^{b_2}} \right], \quad (24)$$

де J_{360} – густина потоку нафтопродукту, що випаровується при зберіганні;

b_0 , b_1 , b_2 – розрахункові коефіцієнти, що не залежать від часу для резервуарів типу РВС, що визначаються наступним чином

$$b_0 = 0,79 \cdot Sc_0^{0,885} \cdot \Delta\pi_0^{-0,761} \cdot \frac{W_3^{0,261}}{(g \cdot \nu_p)^{0,087}}, \quad (25)$$

$$b_1 = 1 + \frac{F_p \cdot H_0}{Q_3 \cdot \tau_0}, \quad b_2 = 0,261, \quad (26)$$

де W_3 – швидкість закачування нафтопродукту в резервуар;

H_0 – початковий рівень заповнення резервуара;

τ_0 – одиниця часу, $\tau_0 = 1 \text{ год}$.

Густина парів нафтопродукту при “великому видиху” рівна

$$\rho_y = \frac{P_{г2} \cdot M_y}{\bar{R} \cdot T_{г}}, \quad (27)$$

де $P_{г2}$ – тиск в ГП, при якому починається “видих”;

M_y – молекулярна маса парів нафтопродукту;

\bar{R} – універсальна газова стала,

$$\bar{R} = 8314 \frac{\text{Дж}}{\text{кмоль} \cdot \text{К}}.$$

Було отримано формулу для визначення втрати при “великих диханнях”

$$G_{ВД} = \rho_y \cdot C_0 \cdot \left\{ (Q_3 + Q_{п}) (\tau_2 - \tau_1) + \right. \quad (28)$$

$$\left. + \frac{b_0 \cdot Q_{п} \cdot \tau_0}{1 - b_2} \left[\left(b_1 + \frac{\tau_2}{\tau_0} \right)^{1-b_2} - \left(b_1 + \frac{\tau_1}{\tau_0} \right)^{1-b_2} \right] \right\},$$

де $Q_{п}$ – додаткова витрата ППС за рахунок парів, що виникають під час закачування.

З достатньою для інженерних розрахунків точністю можна прийняти, що $\tau_1 = 0$ і $\tau_2 = \tau_3$ – тривалість закачування.

Коршак А.А. приводить в [11] методику розрахунку втрат від “малих дихань”.

За нескінченно малий проміжок часу $d\tau$ втрати від “малих дихань” $dG_{мд}$ складають

$$dG_{мд} = \rho_{y2} \cdot c \cdot dV_{ппс}. \quad (29)$$

З рівняння стану газу

$$\rho_{y2} = \frac{P_{г2}}{R_y \cdot T_{г}}, \quad (30)$$

$$c = \frac{P_y}{P_{г2}}. \quad (31)$$

Маса повітря в газовому просторі рівна

$$G_{нов} = \frac{(P_{г} - P_y) \cdot V_{г}}{R_{нов} \cdot T_{г}}, \quad (32)$$

де $P_{г}$, $T_{г}$ – тиск і температура в газовому просторі резервуара об'ємом $V_{г}$;

P_y – парціальний тиск вуглеводнів у газовому просторі;

$R_{нов}$ – газова стала повітря.

Втрати від “малих дихань” визначаються за формулою

$$G_{мд} = \frac{V_{г}}{R_y} \left\{ \frac{1}{T_{г\max}} \left[P_{г2} \left(1 - \ln \frac{P_{г2} - P_{\max}}{T_{г\max}} \right) - P_{\max} \right] - \right. \quad (33)$$

$$\left. - \frac{1}{T_{г\min}} \left[P_{г1} \left(1 - \ln \frac{P_{г1} - P_{\min}}{T_{г\min}} \right) - P_{\min} \right] \right\}.$$

Таким чином, А. А. Коршаку вдалося ввести безрозмірний критерій подібності, який характеризує інтенсивність випаровування рідини, та розглянути втрату нафтопродукту із урахуванням величини повного потоку маси рідини, що випаровується [11-13]. Необхідно зауважити, що ця теорія стосується оцінювання величини втрат у процесах зберігання автобензинів.

Н. Н. Константинов в [9] пропонує дещо іншу методику розрахунку втрат від випаровування, яка є практичнішою.

Втрати від випаровування при “великих диханнях” знаходяться за наступною формулою

$$G_{ВД} = \left[V_H - V_{Г1} \left(\frac{P_{Г2} - P_{Г1} + P_{y1} - P_{y2}}{P_{Г2} - P_{y2}} \right) \right] \times \\ \times \frac{P_{Г}}{R_y \cdot T_{Г}} \cdot \frac{P_{Г2} - P_{y2}}{P_{Г} - P_y}, \quad (34)$$

де V_H – об’єм закачуваного нафтопродукту;

$P_{Г1}$, $P_{Г2}$ – парціальні тиски парів нафтопродукту на початку і наприкінці процесу закачування.

Професор Н. Н. Константинов представляє наступні формули для розрахунку втрат від “малих дихань” [9]:

- середній вміст вуглеводнів в 1 м³ пароповітрянної суміші

$$g_{cp} = \frac{\rho_{min} + \rho_{max}}{R_y \cdot (T_{Гmin} + T_{Гmax})}; \quad (35)$$

- об’єм ППС, що витісняється в атмосферу

$$V_{ППС} = V_{Г} \cdot \ln \left[\left(\frac{P_{Г1} - \rho_{min}}{P_{Г2} - \rho_{max}} \right) \cdot \frac{T_{Гmax}}{T_{Гmin}} \right]. \quad (36)$$

Як бачимо, автор в якості парціального тиску і температури використовує їхні середні значення за період “видиху”.

Відповідно, формула Константинова має вигляд

$$G_{МД} = g_{cp} \cdot V_{Г} \cdot \ln \left[\left(\frac{P_{Г1} - \rho_{min}}{P_{Г2} - \rho_{max}} \right) \cdot \frac{T_{Гmax}}{T_{Гmin}} \right]. \quad (37)$$

Послідовники М. М. Константинова розвинули його теорію, при цьому більшість методик мають прикладний характер і їх застосування має ряд обмежень.

На величину втрат нафти та нафтопродуктів від випаровування при технологічних операціях суттєвий вплив чинить температурний режим резервуарів.

Слабким місцем всіх вище перелічених теорій є неможливість точно описати температурний режим резервуара. Під температурним режимом розуміють зміну температур рідини, поверхневих шарів нафти, газового простору залежно від інтенсивності сонячної радіації, конструктивних особливостей резервуара, властивостей продукту та ін.

Температурний режим наземних сталевих резервуарів залежить від метеорологічних умов – температурних коливань навколишнього середовища і дії сонячних променів, а також від конструктивних особливостей резервуара та умов його експлуатації.

Нестационарність процесів теплообміну, а також похибки визначення вихідних параметрів і розрахункових рівнянь не дозволяють отримати точні аналітичні розв’язки теплового режиму резервуара.

Мета розрахунку температурного режиму резервуару – визначення добової максимальної $T_{Гmax}$ і мінімальної $T_{Гmin}$ температур газового простору і максимальної $T_{Пmax}$ і мінімальної $T_{Пmin}$ температур поверхні нафтопродукту.

Для наземних вертикальних сталевих резервуарів при довготривалому зберіганні ці температури розраховують за наближеними формулами [11]

$$T_{Пmin} = \bar{T}_{П} - \frac{\Delta T_{П}}{2}; \quad (38)$$

$$T_{Пmax} = \bar{T}_{П} + \frac{\Delta T_{П}}{2}, \quad (39)$$

де $\Delta T_{П}$ – амплітуда коливання температури поверхні нафти або нафтопродукту.

Середня температура поверхні нафтопродукту $\bar{T}_{П}$ може бути прийнята приблизно рівною середній температурі повітря $\bar{T}_{нов}$. Оскільки випаровування вдень викликає охолодження поверхні нафтопродукту, а часткова конденсація парів вночі призводить до її нагрівання, то обидва процеси спрямовані на збереження $\bar{T}_{П} \approx \text{const}$, тому приймають:

- якщо невідома середня температура нафтопродукту в резервуарі, то

$$\bar{T}_{П} = \bar{T}_{нов}; \quad (40)$$

- якщо відома середня температура нафтопродукту в резервуарі, то

$$\bar{T}_{П} = \bar{T}_{НП} + \frac{\Delta T_{П}}{2}, \quad (41)$$

де $\bar{T}_{нов}$ – середньомісячна температура повітря;

$\bar{T}_{НП}$ – середньомісячна температура нафтопродукту в резервуарі.

З експериментальних даних амплітуда коливань температури поверхні нафтопродукту всередньому складає 0,2...0,6 від амплітуди коливання температури газового простору, $\Delta T_{Г}$, тобто

$$\Delta T_{П} \approx 0,4 \Delta T_{Г}. \quad (42)$$

Наближене вирішення задачі про коливання температури в газовому просторі резервуара було виконано І. А. Чарним. Одержана розрахункова формула була доволі громіздкою і незручною для практичних розрахунків. Тому вона була перетворена у вигляді алгебраїчної суми деяких функцій. Одна група цих функцій виявилась залежною тільки від величини площі бічної поверхні F_{cm} до площі покрівлі резервуару $F_{пок}$, а інша група функцій – від географічної широти місцевості та тривалості світлового дня. Щоб виключити вплив останнього чинника, остання група була обчислена для найтривалішого дня – літнього сонцестояння (22 червня).

Таким чином, були одержані формули для визначення добової величини коливань температури газового простору резервуара об’ємом до 5000 м³

$\Delta T_r = \Delta T_{нов} f_1 + 591 [f_2 f_3 + f_6 f_7 + f_4 (f_8 - f_5)]$, (43)
де $f_1 - f_8$ – функції, які визначаються за графіками [11].

Амплітуди коливання температури газового простору можуть бути розраховані за емпіричною формулою І. П. Бударова [5], яка для вертикальних сталевих резервуарів має вигляд

$$\Delta T_r = 0,0007 \Delta T_{нов} (\bar{t}_{нов} + 50)^{1,7} \left(\frac{F_{нок}}{F_{см.Г.}} \right)^{0,259}, \quad (44)$$

де $F_{см.Г.}$ – площа бічної поверхні резервуара, яка межує з газовим простором резервуара, $\bar{t}_{нов}$ – середня температура повітря.

Якщо відома амплітуда коливання температури газового простору ΔT_r , то можна розрахувати його максимальну, мінімальну та середню температури. Як показують спостереження, можна прийняти

$$T_{r \min} \approx T_{нов \min}, \quad (45)$$

тоді

$$T_{r \max} = T_{r \min} + \Delta T_r. \quad (46)$$

На практиці в розрахунках замість середньодобових температур повітря часто використовують середньомісячні температури, що спрощує розрахунки. Значення середньодобових температур повітря для заданого району беруть за даними Гідрометеоцентру, а середньомісячні за кліматологічним довідником.

Окрім наведених вище методик оцінювання втрат нафти та нафтопродуктів від випаровування, які базуються на “класичному” підході, існують інші методики, для оцінювання викидів вуглеводнів, що ґрунтуються на результатах емпіричних досліджень. Наприклад, кількість викидів вуглеводнів в атмосферу з резервуарів за рахунок випаровування [9] розраховується за формулою

$$P_p = 2,52 \cdot V_{жс}^p \cdot P_{s38} \cdot \mu_n \times (\kappa_{5x} + \kappa_{5m}) \cdot \kappa_6 \cdot \kappa_7 \cdot (1 - n) \cdot 10^{-9}, \quad (47)$$

де $V_{жс}^p$ – об’єм рідини, яка наливається в резервуар протягом року, м³/рік;

μ_n – молекулярна маса парів рідини;

n – коефіцієнт ефективності газозуловлювального пристрою, частки одиниці;

κ_{5x}, κ_{5m} – поправні коефіцієнти, що залежать від тиску насичених парів P_{s38} та температури газового простору, відповідно у холодну та теплу пору року;

κ_6 – поправний коефіцієнт, який залежить від тиску насичених парів та річної оборотності резервуара;

κ_7 – поправний коефіцієнт, що залежить від технічної оснащеності резервуара та режиму експлуатації;

P_{s38} – пружність парів при температурі 38°C.

Для розрахунку температури газового простору ємностей за цією методикою слід мати

значення середніх температур нафти або нафтопродуктів за холодний та теплий період року.

Для наземних та підземних ємностей, в яких відсутнє підігрівання нафти або нафтопродукту, температура за холодний період року визначається за формулою

$$t_{zx}^p = \kappa_{1x} + \kappa_{2x} \cdot t_{ax} + \kappa_{3x} \cdot t_{жс}^p, \quad (48)$$

а за теплий період року за формулою

$$t_{zm}^p = \kappa_4 \cdot (\kappa_{1m} + \kappa_{2m} \cdot t_{ax} + \kappa_{3m} \cdot t_{жс}^p), \quad (49)$$

де t_{ax} та t_{am} – середні арифметичні значення температури атмосферного повітря відповідно за шість холодних та шість теплих місяців року, °C;

$\kappa_{1m}, \kappa_{2m}, \kappa_{3m}$ та $\kappa_{1x}, \kappa_{2x}, \kappa_{3x}$ – коефіцієнти за шість теплих та шість холодних місяців, що приймаються згідно рекомендацій [9];

κ_4 – коефіцієнт, який для підземних резервуарів дорівнює одиниці, а для металевих резервуарів приймається у залежності від кольору поверхні резервуарів та кліматичної зони;

$t_{жс}^p$ та $t_{жс}^p$ – середні температури нафтопродуктів в резервуарах за шість теплих та шість холодних місяців.

Середня температура газового простору резервуарів, що обігріваються, приймається рівній температурі рідини в резервуарі.

Закордонні дослідники пропонують ряд емпіричних залежностей для розрахунку втрат нафти та нафтопродуктів від випаровування [12].

Для розрахунку втрат від “малих дихань” використовують залежність

$$G_{м.д.}^p = 7,329 \cdot 10^{-5} \cdot \rho \cdot \left(\frac{P}{1,0133 - P} \right)^{0,68} \times D^{1,73} \cdot H^{0,51} \cdot T^{0,5} \cdot F_g \cdot c \cdot k_s, \quad (50)$$

де $G_{м.д.}^p$ – річні втрати від “малих дихань”, т/рік;

ρ – густина нафтопродукту, кг/м³;

P – тиск парів нафтопродукту, Па;

D – діаметр резервуара, м;

H – висота ГП резервуара, прийнята у формулі рівною половині висоти резервуара, м;

T – зміна середньодобової температури навколишнього середовища, К;

F_g – коефіцієнт зафарбування резервуара;

c – поправка на діаметр резервуара ($c = -0,01603D^2 + 0,271D - 0,1597$, $c = 1$ для $D > 9$ м);

k_s – поправка на продукт, що зберігається ($k_s = 0,1081 + 1,209P$).

Приблизне значення k_s для бензину рівне 1, для нафти - 0,58.

Втрати від “малих дихань” можна визначити також за формулою

$$G_{м.д.}^{200} = K_1 V^{2/3} \cdot \frac{K_2}{100} e^{(0,039T)} \cdot \frac{\mu}{22,4t}, \quad (51)$$

де $G_{м.д.}^{200}$ – втрати від “малих дихань”, кг/рік;

V – об’єм резервуара, м³;

T – температура навколишнього середовища, К;

t – температура газового простору, К;

μ – середня молекулярна маса парів нафтопродукту;

K_1, K_2 – коефіцієнти, які залежать від властивостей нафтопродукту (для бензину: $K_1 = 0,20$, $K_2 = 16$; для нафти: $K_1 = 0,16$, $K_2 = 0,12$).

Температурний режим резервуара М. М. Константинов розраховує шляхом введення так званих надлишкових температур, осереднених по площі певних поверхонь резервуара. Автор монографії [9] наводить формули для визначення температур, що визначають пружність парів нафтопродуктів у резервуарі. При цьому основними чинниками, що впливають на температурний режим резервуара, приймаються інтенсивність сонячної радіації, ступінь заповнення резервуара, властивості нафтопродукту, чорнота поверхні корпусу та ін.

Існує ряд галузевих методик розроблених на основі науково-дослідних робіт, зокрема типова спрощена методика [17] визначення питомих викидів, що базується на експериментальних та розрахункових даних, отриманих в ході науково-дослідних робіт та даних, одержаних в процесі інвентаризації викидів забруднюючих речовин із резервуарів ВАТ “Укртрансфат”. Згідно даної методики питомі викиди визначаються з урахуванням типу та номінального об'єму резервуара, режиму його експлуатації, наявності засобів скорочення втрат від випаровування та зони розміщення, фізичних властивостей нафти.

При визначенні показників питомих викидів парів вуглеводнів з резервуарів враховуються:

– пружність парів нафти за температури 38°C (за методом Рейда визначається згідно з ГОСТ 1756-2000);

– середня температура нафти в резервуарі;

– густина нафти;

– коефіцієнт ефективності засобів скорочення втрат;

– коефіцієнт, що враховує технічне оснащення резервуара в залежності від режиму його роботи;

– географічне місце розміщення резервуара.

Питомий викид парів нафти (кг на тонну нафти, що проходить через резервуар або зберігається у ньому) визначається за формулою

$$M = \frac{9,38}{\rho_t} \cdot \frac{(1-n)}{t+273} \cdot k_1 \cdot P_{s38} \cdot \exp[k \cdot (t-38)] \text{ кг/т}, (52)$$

де 9,38 – коефіцієнт, що враховує відношення середньої молярної маси нафти до універсальної газової сталої і перевід кг до тонн ($9,38 = 78 \cdot 1000 / 8314$).

Особливістю даної методики є введення у рівнянні (52) коефіцієнта ефективності засобів скорочення втрат та коефіцієнта, що враховує режим роботи резервуара та його технічне оснащення.

У Російській Федерації діє ряд нормативних документів, які рекомендують прямі та опосередковані методи визначення втрат нафти від випаровування [7, 18, 19, 22, 23].

Перевагою прямих методів є достатньо висока точність вимірювань, а недоліком – трудомісткість проведення вимірювань у промислових умовах на діючих установках, резервуарах.

Перевага опосередкованих методів полягає у тому, що розрахунок об'ємів втрат відбувається на основі аналізів проб, які проводяться у лабораторних умовах, можливе оцінювання втрат за кількома послідовними джерелами чи цілому технологічному процесу одночасно. Недоліком є порівняно невелика точність.

Однією із галузевих методик є методика розрахунково-експериментального визначення викидів забруднюючих речовин в атмосферу за рахунок випаровування із ємностей зберігання нафтопродуктів [22]. Згідно з даною методикою питомі викиди визначаються з урахуванням об'ємної концентрації і компонентного складу насичених парів нафтопродукту, масових концентрацій сірководню та інших індивідуальних компонентів, що входять до вмісту парів, температури у резервуарі та атмосферного повітря.

Вивчаючи зарубіжний досвід проведення подібних розрахунків слід згадати методику визначення втрат нафтопродуктів, розроблену американською Асоціацією захисту навколишнього середовища (US EPA) [30]. Згідно з цією методикою втрати від “малих дихань” з наземних резервуарів із стаціонарною покрівлею визначаються за формулою

$$L_s = 365 \cdot (\pi D^2 / 4) \cdot H_{VO} \cdot K_s \cdot K_e \cdot W_v, \text{ lb / рік}, (53)$$

де H_{VO} – висота газового простору;

K_s – коефіцієнт насичення газового простору;

K_e – коефіцієнт розширення газового простору;

W_v – коефіцієнт, що враховує густину парів нафтопродукту.

Втрати від “великих дихань” визначаються за формулою

$$L_w = V_Q \cdot K_N \cdot K_C \cdot K_B \cdot W_v, \text{ lb / рік}, (54)$$

де V_Q – продуктивність заповнення (випорожнення резервуарів);

K_N – коефіцієнт оборотності;

K_C – коефіцієнт, який враховує вид рідини, що зберігається;

K_B – коефіцієнт, що враховує налаштування клапанів.

Сумарні втрати нафтопродукту дорівнюють, lb / рік

$$L_T = L_s + L_w. (55)$$

Складність і недосконалість використання цієї методики полягає у тому, що вона розроблена для одиниць вимірювання, які поширені на території Сполучених Штатів, та містить комплекс емпіричних коефіцієнтів, визначених

для обмежених умов (кліматичні умови США, властивості нафтопродуктів, що відповідають стандартам країни і т.п.).

Відаючи належне беззаперечній науковій значущості отриманих результатів, не можна не бачити недоліки цих теорій: неможливість передбачити з достатньою точністю погодні умови, які впливають на температурний режим резервуарів, а останній, за всіх інших рівних умов, визначає величину втрат нафти та нафтопродуктів від випаровування. Крім того, слід зауважити, що більшість досліджень з проблем втрат стосуються автобензинів як рідин з відносно однорідним складом.

Ознайомлення з нормативними документами вказує на недосконалість вітчизняної нормативної бази, яка регламентує порядок та методики визначення втрат нафти та нафтопродуктів від випаровування під час зберігання на об'єктах нафтогазового комплексу.

Наукова новизна

Проведено детальний аналіз існуючих методик та нормативної документації з проблем визначення втрат нафт та нафтопродуктів при зберіганні у резервуарах.

Практична цінність отриманих результатів

На підставі результатів досліджень можна пропонувати ефективні напрями вирішення актуальних проблем енергетичної галузі, транспортного сектора, підприємств нафтопродуктозабезпечення на різних етапах і рівнях розгляду, а також вирішувати питання підвищення ефективності технології використання паливно-енергетичних ресурсів, оптимізації взаємодії різних ділянок і ланок системи нафтопродуктозабезпечення.

Метою подальшої роботи є виявлення методики розрахунку втрат нафти і нафтопродуктів від випаровування, яка дає можливість оцінити ефективність застосування систем уловлювання легких фракцій нафт та нафтопродуктів.

Література

- 1 Абузова Ф. Ф. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении / Ф. Ф. Абузова, И. С. Бронштейн, В. Ф. Новоселов. – М.: Недра, 1981. – 248 с.
- 2 Бойченко С. В. Втрата вуглеводнів під час виконання технологічних процесів переробки, транспортування, зберігання та заправки / С. В. Бойченко, Л. А. Федорович, Л. Н. Черняк, С. В. Вдовенко, Ю. А. Кальницка // Нефть и газ. – 2006. – №6. – С. 90-94.
- 3 Бойченко С. В. Обеспечение сохранения количества и качества нефтепродукта при хранении / С. В. Бойченко, А. А. Литвинов // Вісн. КМУЦА. – 2000. - №1-2. – С. 196-199.
- 4 Бронштейн И. С. Влияние уплотняющих затворов на эффективность понтонов / И. С. Бронштейн, Н. Н. Хазиев, Л. И. Совеельева // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1973. – №8. – С. 26-28.

- 5 Бударов И. П. Потери от испарения моторных топлив при хранении / И. П. Бударов. – М.: ВНИИСТ, 1961. – 264 с.

- 6 Валявский П. В. Борьба с потерями светлых нефтепродуктов / П. В. Валявский, Е. Х. Диденко, И. Г. Костин и др. – Баку: Азнефтеиздат, 1937. – 134 с.

- 7 Временная методика расчета потерь от испарения из наземных резервуаров с дыхательными клапанами высокой пропускной способности. – Уфа: ОЛТТ УНИ, 1975. – 46 с.

- 8 Євсєєнко О. Уловлювання й утилізація парів нафти і нафтопродуктів – фактор підвищення рівня пожежної, екологічної та соціально-економічної безпеки / О.Євсєєнко // Пожежна безпека. – 2004. – № 10. – С.24-26.

- 9 Константинов Н. Н. Борьба с потерями от испарения нефти и нефтепродуктов / Н. Н. Константинов. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 260 с.

- 10 Концепція Державної цільової економічної програми створення та функціонування в Україні системи мінімальних запасів нафти та нафтопродуктів на період до 2020 року.

- 11 Коршак А. А. Нефтебазы и АЗС / А. А. Коршак, Г. Е. Коробков, Е. М. Муфтахов. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2006. – 416 с.

- 12 Коршак А. А. Оценка фактических потерь нефти и нефтепродуктов / А. А. Коршак, С. А. Коршак // Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепродуктов. – Уфа: ООО “ДизайнПолиграфСервис”, 2002. – С. 359-423.

- 13 Коршак А. А. Универсальный метод расчета суммарных потерь от “дыханий” резервуаров / А. А. Коршак, С. А. Коршак // Известия ВУЗов, Сер. Нефть и газ. – 1999. – №4. – С.85-87.

- 14 Куюн А. Стимулирующие потери / А. Куюн // Нефтерынок. – 2007. – № 20 (481). – 2007. – С.28-30.

- 15 Лейбензон Л. С. Собрание трудов: т.4. М.: АН СССР, 1965. – 184 с.

- 16 Лісафін В. П. Проектування та експлуатація складів нафти і нафтопродуктів: [Підручник] / В. П. Лісафін, Д. В. Лісафін. – Івано-Франківськ: Факел, 2006. – 597 с. з іл.

- 17 Методика визначення показників емісії (питомих викидів) забруднюючих речовин в атмосферне повітря. – К.: Науково-дослідний інститут нафтогазових технологій Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, 2005. – 19 с.

- 18 Методика расчета потерь от испарения нефти и нефтепродуктов из наземных резервуаров: учебно-методическое пособие. – Уфа: изд-во УНИ, 1974. – 68 с.

- 19 Методика расчета потерь от испарения нефти и нефтепродуктов из резервуаров. – Уфа: НИИТранснефть, 1965. – 76 с.

- 20 Новоселов В. Ф. Временная методика расчета потерь от испарения из резервуаров с дисками-отражателями / В.Ф. Новоселов, Ф. Ф. Абузова, С. С. Хабибулин. – УФА, 1972. – 70 с.

21 Новоселов В. Ф. Методика расчета потерь от испарения нефти и нефтепродуктов из подземных резервуаров / В. Ф. Новоселов, В. П. Ботыгин, Н. Г. Блинов. – Уфа: Издательство УНИ, 1987. – 73 с.

22 Нормы естественной убыли нефтепродуктов при приеме, транспортировании, хранении и отпуске на объектах магистральных нефтепродуктопроводов: РД 153-39.4-033-98. – М.: Транснефтепродукт, 1998. – 24 с.

23 Нормы естественной убыли нефтепродуктов при приеме, хранении, отпуске и транспортировании. – Астрахань: Госкомнефтепродукт СССР, 1986. – 38 с.

24 Свиридов В.А. Недоліки існуючої технології захисту навколишнього середовища під час зберігання нафтопродуктів / В.А. Свиридов, Ю.В. Бабенко // Науковий вісник УкрНДПБ. – 2007. – № 2 (16). – С. 87-92.

25 Спаська О. А. Зменшення випаровування вуглеводневих рідин плівкоутворювальними пінами / О. А. Спаська, С. В. Іванов, С. В. Бойченко // Вісник СумДУ. – 2006. - № 5(89). – С. 142-144.

26 Тугунов П. И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов / П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов, А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа: ООО “Дизайнполиграфсервис”, 2002. – 658 с.

27 Черников В. И. Сооружение и эксплуатация нефтебаз / В. И. Черников. – М.: Гостоптехиздат, 1955. – 518 с.

28 Шаммазов А. М. Метод расчета суммарных потерь от “дыханий” резервуаров / А. М. Шаммазов, А. А. Коршак, С. А. Коршак // Научно-технические достижения в газовой промышленности. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. – С. 286-288.

29 Яковлев В. С. Хранение нефтепродуктов. Проблема защиты окружающей среды / В. С. Яковлев – М.: Химия, 1987. – 150 с.

30 Emission Factor Documentation for AP – 42 Section 7.1. Organic Liquid Storage Tanks, 2006.

Стаття надійшла до редакційної колегії

15.08.12

Рекомендована до друку професором

В.Я. Грудзом